

ВЕРИФИКАЦИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ГАЗОТУРБИННОГО ЦИКЛА ПГУ-ВЦГ

Аннотация

Рассмотрены принципы работы ПГУ-ВЦГ. Приведено сравнение традиционной ПГУ и ПГУ-ВЦГ, рассмотрено их основное оборудование. Описана и верифицирована методика термодинамического расчета газотурбинного цикла ПГУ-ВЦГ.

Ключевые слова: ПГУ-ВЦГ, синтез-газ, термодинамический расчет, газификация, сжигание синтез-газа.

Abstract

The principles of operation of IGCC were considered. A comparison of traditional CCP and IGCC is given, considered their main equipment. The method of thermodynamic calculation of IGCC was described and verified.

Key words: IGCC, syngas, thermodynamic calculation, gasification, syngas combustion.

Парогазовая установка (ПГУ) является наиболее эффективным способом получения электроэнергии при помощи газового топлива, по сравнению с газотурбинными и паротурбинными циклами.

В связи с тем, что ресурсов газового топлива меньше, чем твердого [1], в мире развивается тенденция к использованию твердотопливных ПГУ с внутрицикловой газификацией (ПГУ-ВЦГ).

ПГУ-ВЦГ обладают высоким КПД, что позволяет им конкурировать с традиционными паротурбинными энергоблоками нового поколения, работающими на твердом топливе. Основным недостатком данной технологии является дороговизна оборудования, однако, ввиду высокого КПД и малой стоимости твердого топлива, по сравнению с газом, ее эксплуатация становится выгодной [2]. Кроме того, ПГУ-ВЦГ позволяют эффективно использовать низкокачественное твердое топливо с высоким содержанием золы для получения электроэнергии [2]. Принципиальная схема ПГУ-ВЦГ представлена на рис. 1.

ПГУ-ВЦГ состоит из острова газификации, системы газоочистки и энергетической части. Энергетическая часть ПГУ-ВЦГ, аналогично с традиционными ПГУ, состоит из газо- и паротурбинной установок. Наибольший интерес исследователей привлекает газотурбинная часть, так как именно она определяет энергетический КПД всей ПГУ-ВЦГ [3].

Исследование газотурбинной части ПГУ-ВЦГ проводится либо экспериментальным, либо расчетным методами. В связи с тем, что экспериментальный метод является сложным, предпочтение отдается расчетному методу. В настоящее время, существует несколько методов расчета газотурбинного цикла. У каждой методики своя область применения, преимущества и недостатки. В связи с этим в данной работе рассматриваются

разные методики расчета газотурбинной части ПГУ-ВЦГ и проводится верификация выбранной методики.

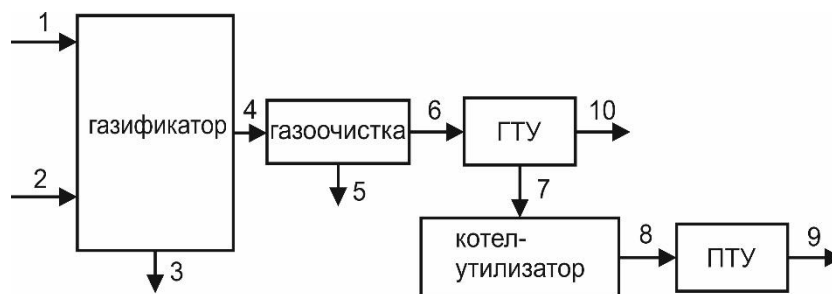


Рис. 1. Структурная схема ПГУ-ВЦГ:

1 – топливо; 2 – дутье; 3 – коксоугольный остаток; 4 – синтез-газ; 5 – примеси;
6 – очищенный синтез-газ; 7 – выхлопные газы ГТУ; 8 – пар;
9 – выходная мощность ПТУ; 10 – выходная мощность ГТУ

Рассмотрим наиболее известные методики расчета ГТУ.

Методика расчета по ISO 2314-2009. Данная методика рассчитывается на основании результатов, полученных в ходе проведения эксперимента. Схема рассчитываемой установки изображена на рисунке 2.

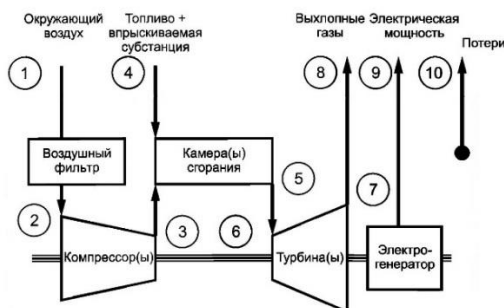


Рис. 2. Схема ГТУ, использованная для испытания [4]:

1 – окружающий воздух; 2 – подвод воздуха в компрессор; 3 – выход воздуха из компрессора; 4 – подача смеси топлива с транспортирующей средой;
5 – выход продуктов сгорания из камеры сгорания; 6 – вход продуктов сгорания в турбину; 7 – выхлоп турбины; 8 – выхлоп из дымовой трубы; 9 – мощность на валу; 10 – потери (тепловые, механические и электрические)

В данном расчете энтальпия на входе в газовую турбину находится по формуле (1):

$$h_{mex} = \frac{m_{квх} * h_{квх} + m_{квхэ} * (h_{квых} - h_{квх}) + m_0 * h_0 + Q_{mг} - Q_p}{m_{mex}} \quad (1)$$

где $m_{квх}$, $h_{квх}$ – массовый расход и удельная энтальпия воздуха на входе в компрессор; $m_{квхэ}$ – эквивалентный массовый расход воздуха на входе в компрессор; $h_{квых}$ – удельная энтальпия воздуха на выходе из компрессора; m_0 , h_0 – массовый расход и удельная энтальпия впрыскиваемого пара или воды; $Q_{mг}$ – поток энергии топливного газа; Q_p – потери теплоты в камере сгорания; $m_{твх}$ – массовый расход газа на входе в турбину [4].

Методика с учетом потерь от охлаждающего воздуха [5]. Данная методика учитывает потери от охлаждения газовой турбины. Действие методики продемонстрировано на примере ГТЭ-65, разработанной ОАО «Силовые машины» с турбиной, содержащей четыре ступени [6]. Схема установки представлена на рисунке 3.

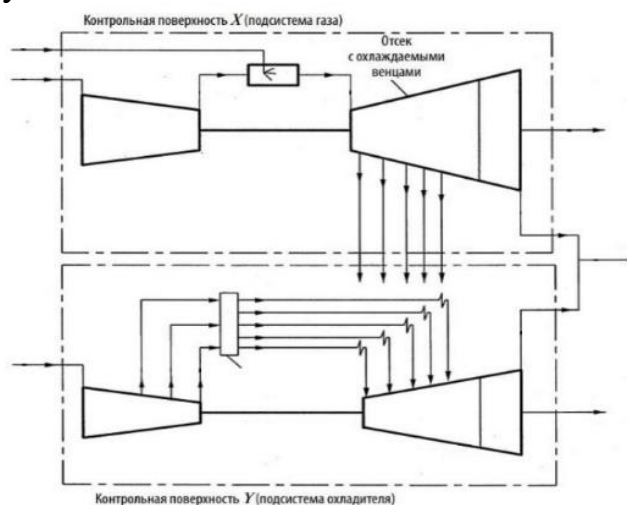


Рис. 3. Схема газотурбинной установки [5]

КПД ГТУ находится по формуле (2):

$$\eta_{ГТУ} = \bar{E}_{ТОП} - \sum_i \Delta \bar{E}_{Г_i} - \Delta \bar{E}_{ОХЛ} - \bar{E}_{УХ} - \Delta \bar{E}_{М+ЭГ} \quad (2)$$

где $\bar{E}_{ТОП}$ – эксергия топлива; $\sum \Delta \bar{E}_{Г_i}$ – суммарные потери эксергии, включающие потери эксергии при сжатии в компрессоре, в камере сгорания, а также при расширении в турбине (необратимые потери); $\Delta \bar{E}_{ОХЛ}$ – потери от охлаждения газовой турбины; $\bar{E}_{УХ}$ – эксергия уходящих газов; $\Delta \bar{E}_{М+ЭГ}$ – потери механические и в электрогенераторе.

Расчет КПД по вышеуказанной формуле позволяет достичь высокой сходимости расчетных данных с экспериментальными [5].

Методика МЭИ.

Схема рассматриваемой установки изображена на рисунке 4.

Для данной методики полный КПД для газотурбинной установки находится по формуле (3):

$$\eta_T = \frac{N_T}{\sum_{i=1}^z N_{0i}}, \quad (3)$$

где N_T – суммарная мощность, выработанная газовой турбиной; N_{0i} – теоретическая внутренняя мощность i -й ступени.

Расчет энергетических показателей ГТУ проводится с учетом конструктивных размеров и форм деталей газовой турбины, эпюры скоростей потока рабочего тела, с поступенчатым уточнением термодинамических параметров рабочего тела [7]. Данная методика является труднореализуемой в связи с отсутствием доступных данных по конструкции и режимам работы ГТУ, но дает наиболее точный результат.

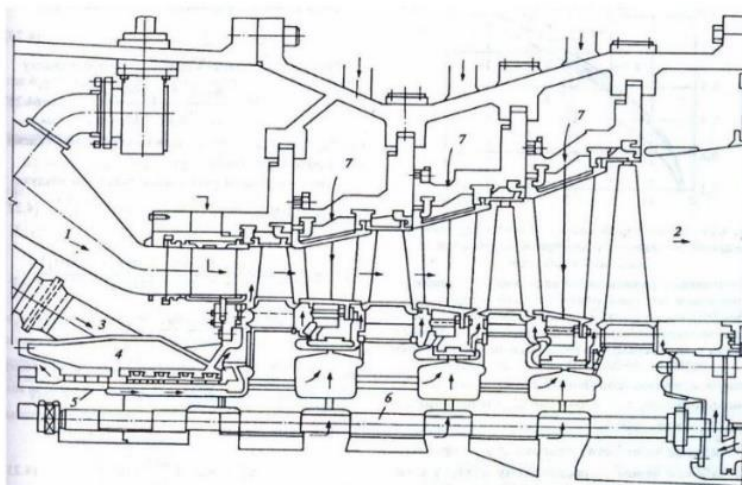


Рис. 4. Схема охлаждения газовой турбины W501F производства фирмы «Westinghouse» [7]: 1 – горячие газы после камеры сгорания; 2 – газы после турбины; 3 – охлаждающий воздух из-за компрессора для охлаждения проточной части турбины и дисков; 4 – полость подвода охлаждающего воздуха к роторным деталям; 5 – лабиринтное уплотнение; 6 – роторные стяжки; 7 – полости для подвода охлаждающего воздуха к сопловым лопаткам 2, 3 и 4-й ступеней

При поверочном расчете ГТУ, работающей на природном газе, предпочтение отдается методике ISO. Качество поверочного расчета ГТУ на искусственном газе по методике ISO является неочевидным, что требует проведения расчетной проверки на пригодность.

Методика расчета ГТУ была верифицирована путем сравнения выходных параметров освоенных (Puertollano, Buggenum, Wabash и Tampa Polk) и расчетных ПГУ-ВЦГ. Максимальная погрешность применения методики составила 3,3 %. Результаты расчета представлены на рисунке 5.

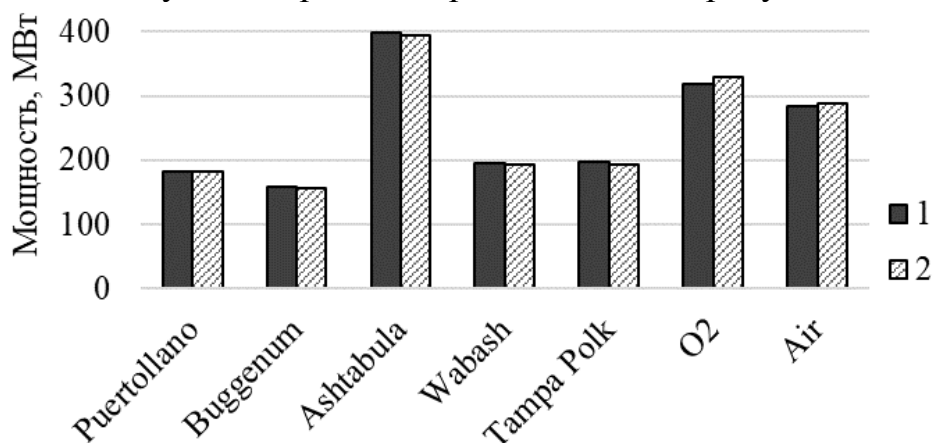


Рис. 5. Результаты верификации:

- 1 – данные, полученные в результате расчета; 2 – данные из [10, 11];
- O₂ – результаты исследования теоретической ПГУ-ВЦГ на кислородном дутье;
- Air – результаты исследования расчетной ПГУ-ВЦГ на воздушном дутье

Сравнение результатов расчета с данными, опубликованными в [10, 11], представлено в таблице 1.

Таблица 1

Сравнение результатов расчета мощностей ГТУ

ПГУ-ВЦГ	Puertollano	Buggenum	Ashtabula	Wabash	Tampa Polk	O ₂	Air
Расчетные данные, МВт	181,9	158,9	398,3	196,2	196,9	318,9	283,2
Данные [10, 11], МВт	182	156,9	393,1	192,0	192,3	329,8	287,8
Расчетная погрешность, %	0,01	1,3	1,3	2,2	2,3	3,3	1,6

Список использованных источников

1. Хоменок Л.А., Шестаков Н.С., Лейкам А.Э. Развитие внутрицикловой газификации для парогазовых установок // Современная наука. 2011. №1 (6). С. 31-36.
2. Григорьев В.А. Тепловые и атомные электрические станции: Учебное пособие для ВУЗов / В.А. Григорьев, В.М. Зорин. – 2-е изд., перераб. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
3. A.F. Ryzhkov, S.I. Gordeev, T.F. Bogatova. Technological solutions for an advanced IGCC plant // Fuel. 2018. № 214. P 63-72.
4. ISO 2314: 2009 Gas turbines — Acceptance tests – Введ. 2009-12-15. – International Organization for Standardization, 2009 – III. 106 с.
5. Ромахова Г. А. Метод расчета потерь от охлаждения газовой турбины // Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки. 2017. №3. – С. 16-28.
6. Лебедев А.С., Симин Н.О., Петреня Ю.К., Михайлов В.Е. Проект энергетической газотурбинной установки ГТЭ 65 // Теплоэнергетика. 2008. № 1. С. 46-51.
7. Карпунин А.П. Исследование влияния параметров ГТУ и ПГУ на их характеристики на основе методики с детальным учетом потерь от охлаждения в газовой турбине: дис. ... канд. тех. наук: 05.04.12 / Карпунин Алексей Павлович. – Москва, 2016. – 182 с.
8. Костюк А.Г., Карпунин А.П. Расчет температур газа на выходе из камеры сгорания и в проточной части ГТУ по данным приемных испытаний по ISO // Теплоэнергетика. 2016. №1. С. 26-29.
9. Костюк А.Г., Карпунин А.П. Исследование влияния параметров ГТУ на её характеристики с учетом дополнительных потерь в охлаждаемой газовой турбине // Теплоэнергетика. 2014. №8. С. 33-38.
10. R.A. Dennis, W.W. Shelton, P. Le. Development of baseline performance values for turbines in existing IGCC applications // ASME Turbo Expo 2007: Power for Land, Sea and Air. 2007. P. 1017-1049.
11. A. Giuffrida, M.C. Romano, G. Lozza. Thermodynamic analysis of air-blown gasification for IGCC applications // Applied Energy. 2011. №88. P. 3949-3958.